

Fifth International Information Exchange Forum
on Safety Analyses for Nuclear Power plants of WWER and RBMK Types
16 – 20 October 2000, Obninsk, Russian Federation

A. Amirjanyan, T. Petrosyan (ANRA)

Safety Upgrading of Metsamor NPP

Licensing of PRZSV Replacement

Contents

- Introduction
- Safety Upgrading of Metsamor NPP
- Licensing of Safety Upgrading Measures
 - Licensing of PRZSV Replacement
 - Regulatory Requirements
 - Main Stages
 - Content of Licensing Report
 - Acceptance Criteria
 - Independent Review of Accident Analyses
 - Accident analyses
 - Independent calculations
- Conclusions

Introduction

Metsamor NPP is a two unit VVER-440/V-270 type pressurized water reactor, where the first was commissioned in 1976 and the second in 1980. The plant was stopped in February 1989, as a result of both prevailing political changes and public anxiety following the devastating December 7, 1988 Spitak earthquake. This was an intensity – 10 (MSK-64 scale) and magnitude 6.9 earthquake, with epicenter some 75 km Northeast from Metsamor. The plant operated safely during the earthquake. There was no earthquake-caused damage to the plant. In 1995 the second unit was recommissioned after implementation of specific plant restoration and 80 safety improvement steps.

The Metsamor units are unique, in several important areas; the model V-270 units had further advances in design than the basic first-generation V-230 reactors. These include several seismic capability enhancements, emergency core cooling system improvements, and sealed accident localization compartment spray capabilities, all of which were later implemented in the second-generation model V-213 reactors.

Safety Upgrading of Metsamor NPP

After the restart the implementation of safety improvement activities was proceeded according to the list of activities. In 1998 was developed and agreed with Armenian Nuclear Regulatory Authority (ANRA) a new modernisation program for the period 1998-2004. The new program was developed with respect to the IAEA recommendations included in the IAEA TECDOC-640. The measures on safety improvement were classified according to their importance for safety. The primary tasks included such activities as installation of new pressurizer SV, replacement of SG safety valves, installation of main isolation valves on main steam line, installation of new cooling water system and so on. The licensing of the mentioned activities implementation is stated and it is on different stages.

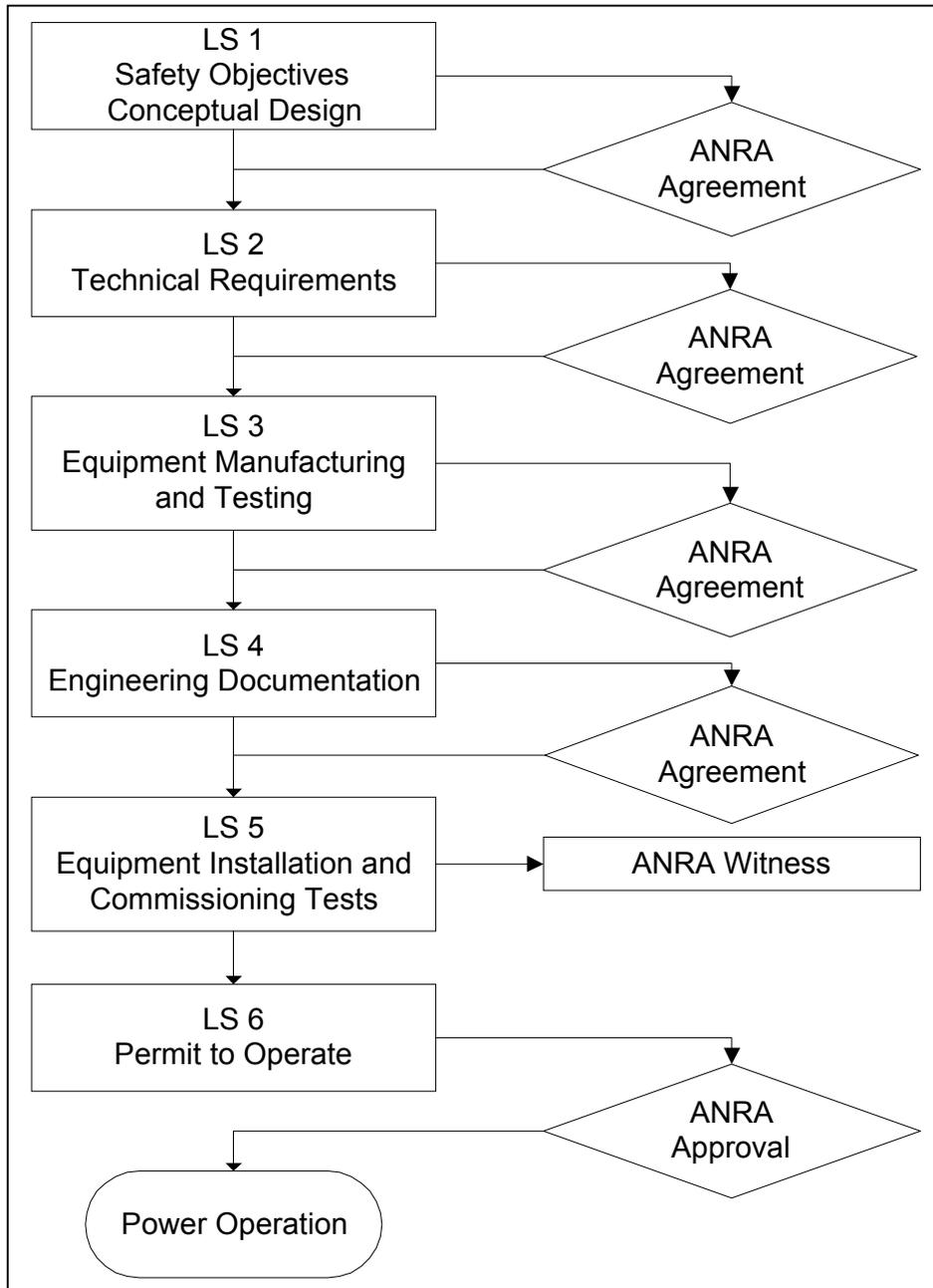
This report highlights in detail the licensing of one modification – replacement of pressurizer SV, namely the review of accident analyses made in the frames of safety justification of the modernisation, and also independent calculations, made in the regulatory authority.

Licensing of PRZ SV replacement

The licensing of modification for PRZ SV replacement is performed under 2+2 approach. The western TSO Riskaudit renders assistance to the regulatory authority and the Italian company ENEL renders assistance to the ANPP.

There was developed a scheme for the licensing process. In order to save the time the documentation on licensing is submitted to the regulatory authority not on the final stage, but during the process of development. The scheme of the licensing process is as follows:

Main stages and regulatory points



The content of licensing report has been defined which must contain safety functions description, safety analysis, I&C algorithm, analysis of adverse effects, integrity and operability of PRZ SV, internal and external hazards, classification, qualification, technical specification for operation (allowed duration of unavailability in different operating states, testing (after installation and periodic).

Here is the content of licensing report.

Content of Licensing Report

1. Introduction
2. Summary
 - a. *Safety justification*
 - b. *Description of modifications and benefit*
3. Design bases
 - a. *Preliminary safety case*
 - b. *Reliability requirements*
4. Classification criteria
 - a. *Applicable codes and standards*
 - b. *Safety class*
 - c. *Seismic category*
 - d. *Quality Assurance*
5. Modification technical Specification
 - a. *Physical requirements*
 - b. *Functional requirements*
6. Fabrication Specification
 - a. *Components design characteristics*
 - b. *Material properties*
 - c. *Fabrication process*
 - d. *On shop test*
 - e. *Functional environmental and seismic qualification*
7. Safety analysis
 - a. *Thermal-hydraulic analyses*
 - b. *Internal and external hazard analyses*
 - c. *Adverse affect analysis*
8. Reliability analyses
9. Installation specification
 - a. *Radiological protection*
 - b. *Welds requirements*
 - c. *Seismic analysis*
 - d. *Stress analysis*
 - e. *Support sizing*
10. I & C
11. Man-machine interface

12. Personal training
13. Electrical supply
14. Commissioning tests and program
15. Plant documentation upgrade
 - a. *Operating procedures*
 - b. *Plant Technical Specification*
 - c. *Emergency Operating procedures*

Acceptance criteria

The selection of acceptance criteria for accident analyses is performed on the basis of Russian documents.

1. PNAEG-1-024-90. Nuclear safety rules of Reactor Installations of NPPs 1991
2. PNAEG-7-008-89. Rules for installation and safe operation of equipment and pipelines on NPPs 1989 r.

And also the IAEA recommendations:

3. IAEA-EBR-WWER-01 Guidelines for accident analysis of WWER NPPs

The following criteria are selected from the regulatory requirements 1 and 2:

- AC1. the pressure in the reactor coolant and main steam systems shall be maintained below 115% of the design values;
- AC2. the fuel rod cladding temperature does not exceed 1200°C;

The additional criteria are selected from the IAEA recommendations:

- AC3. no boiling crisis in the core (calculation with a probability of 95% with a 95% confidence level corresponds to $DNBR=1,26$ – General Designer established this value);
- AC4. no fuel melting (melting point 2840°C for fresh fuel, 2570°C for burned fuel);
- AC5. calculated doses shall be below the limits for anticipated accidents, assuming an event generated iodine spike and equilibrium iodine concentration for continued full power operation and considering actual primary and secondary coolant activity.

Independent review of accident analyses by regulatory authority

The regulatory authority has reviewed the chapter 8 of Licensing Report that contains report on accident analyses. The review was focused on completeness of analyses, fulfilment of acceptance criteria, adequate application of methodology for the performance of safety analyses, correctness of input data used in the models, and the verification and validation of analytical tools.

Independent calculations using RELAP5 code were performed by safety analysis section of ANRA.

A comparison of results in Licensing Report against the independent calculations is performed.

To verify the implementation of appropriate safety functions there are selected the following groups of accidents and transients from the list of initial events recommended by the IAEA:

- Decrease in heat removal by the secondary side
- Increase in reactor coolant inventory
- Anticipated transients without scram

In the group Decrease in heat removal by the secondary side the following accident consequence is selected

- Loss of external electric load
- Loss of on-site and off-site power
- Feedwater piping break

In the group increase in reactor coolant inventory the following accident consequence is selected:

- Inadvertent actuation of ECCS during power operation

In the group Anticipated transients without scram the following accident consequence is selected:

- Loss of on-site and off-site power

The licensee has submitted all these calculations.

Analyses performed by licensee: summary description

The approach followed in performing the analyses consists of:

- Classification of all the conceivable events into categories (generally, 4 categories - normal operation and operational transients, incident of moderate frequency, incident of low frequency, accidents or limiting faults - based on the initiating event

frequency are defined) and identification of the limiting event for the different equipment design (DBAs).

- Definition of the acceptance criteria for each DBA.
- Analysis of each DBA, taking into account, in particular, the following:
 - o Initial state of the unit (any of the states of the reactor: normal operation, hot stand-by, plant start-up, etc.)
 - o Uncertainties related to the initial conditions (e.g., worst power level and accuracy of control and monitoring systems instrumentation)
 - o Single failure criterion application for events of categories 2-4
 - o Qualification of the codes
 - o Delay to be considered for operator intervention (generally 30 minutes)
 - o Safe state to be reached (reactor core subcritical with adequate residual heat removal including availability of ultimate heat sink)
 - o System to be considered in the analysis (all systems if their operation is aggravating the scenario and only safe graded systems when their operation is mitigating the event)
 - o Safety criteria adopted
- Verification of the respect of the acceptance criteria.

The following classification is used:

Safety functions

A - Overpressure Protection function

B - Cold Condition Overpressure Protection function

C - Feed & bleed following loss of heat removal function

D - Loss of Coolant Accidents in the Primary Circuit

A - Overpressure Protection function

The sizing of the PRZ safety valves should be based on the analysis of a complete loss of steam flow to the turbine, with reactor operating at 104% of rated power and assuming also the loss of FW flow.

No credit is given to the PRZ level control system, PRZ spray system, rod control system, steam dump system and steam-line power-operated relief valves. Secondary Steam pressure relief through the steam generator safety valves is considered.

The following analyses have been performed to show the compliance of the new PRZ SV behavior to the existing rules and standards:

A. 1 Closure of the turbine 1 stop valves and transfer of auxiliary loads to turbine 2. Run-out of 4 of 6 RCPs and loss of normal FW flow to the SGs.

A. 2 Closure of the turbine 1 stop valves and transfer of auxiliary loads to turbine 2. Run-out of 3 of 6 RCPs and loss of normal FW flow to the SGs.

In both cases, the following additional malfunctions are considered:

- failure of the first PRZ SV to open when reaching the opening pressure set-point
- failure of the Protection System to actuate on the first actuating signal
- failure of the Automatic Power Controller
- failure of the dump and bypass valves to actuate in case of pressure increase
- failure of PRZ spray and PRZ heaters to disconnect in case of pressure increase

A. 3 Closure of both turbines stop valves with run-out of all the 6 RCPs and loss of FW flow to the SGs.

The following additional malfunctions are considered:

- failure of PRZ heaters to disconnect in case of pressure increase
- failure of the first PRZ SV to open when reaching the opening pressure set-point

A. 4 Closure of both turbines stop valves with run-out of all the 6 RCPs and loss of normal FW flow to the SGs. Failure of the Emergency Protection System actuation (ATWS).

No additional malfunctions have been considered.

A. 5 FW line break between SG and check valve

The following additional malfunctions are considered:

- failure of the first PRZ SV to open when reaching the opening pressure set-point
- failure of the Pulse Power Controller
- failure of the dump and bypass valves to actuate in case of pressure increase
- failure of PRZ spray and PRZ heaters to disconnect in case of pressure increase

In all of the above cases, the initial capacity of each PRZ SV has been assumed to be 30 kg/s and the limit to be respected is 115% (that is 15,78 MPa) of the maximum pressure in the Primary Circuit during normal operation (13,72 MPa)

The review of the results obtained, demonstrates the following:

- The assumed steam flow of 30 kg/s for each of the two PRZ SV is sufficient to maintain the Primary Circuit within the above said limit of 15,78 MPa following all the events considered. In particular:
 - o 1) The highest pressure reached in the primary Circuit is 14.98 MPa following the event of loss of both turbines with the trip of 3 RCPs

- 2) In case of FW line break the highest pressure reached in the Primary Circuit is 14.93 MPa.
- 3) In case of ATWS, the highest pressure reached in the Primary Circuit is 14.9 MPa.

B. Cold condition Overpressure Protection function

Vessel embattlement is one of the most important point of concern in VVER 230 type of reactor. The analyses performed to evaluate events potentially leading to plant operation in not admissible regions are the following (ret 10):

B.1 Inadvertent opening and re-closure after 1200, 1800, 2400, 3000 and 3600 s of a PRZ SV at low power (0.7% power) with 1, 2 and 4 Emergency Injection Pumps (EIPs) during LOOSP

B.2 Inadvertent opening and re-closure after 1200, 1800, 2400, 3000 and 3600 s of a PRZ SV at low power (0.7% power) with 1, 2 and 4 EIPs

The initial capacity of each PRZSV has been assumed to be 30 kg/s and the limit to be respected is the maintaining of the Primary Circuit parameters values within the admissible range.

The results of the analyses confirm the possibility for the reactor parameters (p,T) to enter a not admissible region and so the need of the implementation of a Cold Overpressure Protection System, which shall avoid such an event.

C. Feed & Bleed following loss of heat removal function

Specific analyses have been performed to validate the feed & bleed procedure steps. The analysis is being reviewed at ANRA .

D. Loss of Coolant Accidents (LOCAs) in the Primary Circuit

Primary Circuit LOCAs are another major concern of VVER-230 type of reactors as the maximum break size which can be coped by the Emergency Injection System is limited to an 32 mm equivalent diameter. In order to evaluate the effect of a spurious opening of a POSRV in terms of Primary Circuit water inventory loss and then on the core cooling function, the following analyses have been performed:

D. I Inadvertent opening and failure to re-close of one PRZ SV with the operation of one ECCP

D.2 Inadvertent opening and failure to re-close of one PRZ SV with the operation of two ECCPs.

The initial capacity of each PRZ SV has been assumed to be 30 kg/s and the limits to be respected are the following:

- fuel cladding temperature < 1200 °C
- fuel cladding oxidation <18% of wall thickness
- metal-water reaction <1 % of fuel element cladding mass

In both cases, the following additional malfunctions have been considered:

- LOOSP coincident with the actuation of the ECCS
- Sticking in the end upper position of one most effective control rod
- Delay of control rod assemblies movement for 1.1 s
- Operation of only one SG SV (out of two)

The review of the results obtained demonstrates that the water supplied by the emergency pumps compensates the flow rate through the leak after about 2 hours. The fuel cladding temperature of the most critical channels does not exceed the limit values.

E. Determination of the Minimal Flow Capacity of the PRZ SV.

Independent calculations

The regulatory authority reviewed the chapter 8 of the Licensing Report that contains report on accidents analyses.

Independent calculations using RELAP5 code was performed by safety analysis section of ANRA.

A comparison of results in Licensing Report against the independent calculations is performed.

Verification of safety function:

For independent calculations the following accident consequences were selected

- Loss of on-site and off-site power
 - Loss of on-site and off-site power without scram
 - Loss of external electric load - Closure of both turbines stop valves with run-out of all the 6 RCPs and loss of FW flow to the SGs
- and
- Determination of the Minimal Flow Capacity of the PRZ SV.

Closure of both turbines stop valves with run-out of all the 6 RCPs and loss of FW flow to the SGs

Description of accident consequence

The initiating event is unexpected closure of both turbine stop valves that leads to unit blackout, trip of MCPs and FW pumps. Start-up of emergency feedwater pumps and make-up pumps (after DG are ready) and water supply to the primary side and SG.

Acceptability criteria

The following criteria are established in the regulatory requirements 1 and 2:

AC1. the pressure in the reactor coolant and main steam systems shall be maintained below 115% of the design values;

Initial conditions

The initial condition is selected the way in order to ensure the maximal conservatism (within the limits of design accident) related the implementation of acceptability criteria.

<i>Parameter</i>	<i>Value</i>
Core kinetics:	
Moderator density coefficient	EOC
Fuel temperature coefficient	EOC
Reactivity worth of control rods	EOC 8,02% (most efficient control rod stuck)
Core power	1430 (102%+2%)
Decay heat	ANS-79-1+20%
Primary coolant:	
Inlet core coolant temperature, C	269 (267+2)
Coolant pressure, MPa	12.45 (12.25+0.2)
Reactor coolant flow, kg/s	8860 (9230-4%)
Pressurizer level, m	5.42 (5.12+0.3)
Secondary side:	
SG pressure, MPa	4.61
SG level, m	2.105
Feedwater temperature, C	225
Emergency feedwater temperature, C	163

Availability and functioning of systems and components

Loss of electric power supply is assumed following the turbine trip. This leads to unavailability of BRU-A and BRU-K, so that the excess heat will be removed directly to the atmosphere through the SG SV.

The delay specified for the reactor protection AZ-1 actuation is 0.6 sec.

All 6 MCP has coastdown time equal to 120 s.

Failure of the first PRZ SV to open when reaching the opening pressure set-point.

Computer code and modeling assumptions

The analysis was performed using RELAP5/Mod3.2.2 computer code. The actual 6-loop system is modeled by four loops, one of which represents three loops.

Results of analysis

The timing of events is given in table 1.

Table 1. Timing of events

Event	Time, s
Closure of both turbines stop valves, pumps coastdown starts, tripping of main FW pumps	0
Emergency Protection System actuation	0.6
Opening of SV of all SGs ($P > 5.56$ MPa)	12
Closing of the SG SV.	37
DG ready and start-up of make-up pumps	60
Start of Emergency feedwater pump	120
Pumps coastdown end	120
Primary pressure peak ($P = 13.5$ MPa)	275
End of calculation	2000

The calculation results show that the maximal pressure in the primary circuit does not exceed 13.5 MPa. The pressure value is lower the value shown in the calculations of licensee. It can be explained by application of different calculation codes, accepted on the conservatism level, peculiarities of modeling. The requirements of AC1 are satisfied.

Closure of both turbines stop valves with run-out of all the 6 RCPs and loss of normal FW flow to the SGs. Failure of the Emergency Protection System actuation (ATWS)

Description of accident consequence

The initiating event is unexpected closure of both turbine stop valves that leads to unit blackout, trip of MCPs and FW pumps. Failure of reactor scram.

Acceptance criteria

The following criteria are established in the regulatory requirements 1 and 2:

AC1. the pressure in the reactor coolant and main steam systems shall be maintained below 115% of the design values;

AC2. fuel rod cladding temp temperature does not exceed 1200°C;

Initial conditions

The initial condition is selected the way in order to ensure the maximal conservatism (within the limits of design accident) related the implementation of acceptability criteria.

<i>Parameter</i>	<i>Value</i>
Core kinetics:	
Moderator density coefficient	BOC
Fuel temperature coefficient	BOC
Core power	1430 (102%+2%)
Decay heat	ANS-79-1+20%
Primary coolant:	
Inlet core coolant temperature, C	269 (267+2)
Coolant pressure, MPa	12.45 (12.25+0.2)
Reactor coolant flow, kg/s	8860 (9230-4%)
Pressurizer level, m	5.42 (5.12+0.3)
Secondary side:	
SG pressure, MPa	4.61
SG level, m	2.105
Feedwater temperature, C	225

Availability and functioning of systems and components

Loss of electric power supply is assumed following the turbine trip. This leads to unavailability of BRU-K, so that the excess heat will be removed directly to the atmosphere through the BRU-A and SG SV.

All 6 MCP has coastdown time equal to 120 s.

Failure of the first PRZ SV to open when reaching the opening pressure set-point.

Computer code and modeling assumptions

The analysis was performed using RELAP5/Mod3.2.2 computer code. The actual 6-loop system is modeled by four loops, one of which represents three loops.

Results of analysis

The timing of events is given in table 2.

Table 2. Timing of events

Event	Time, s
Closure of both turbines stop valves, pumps coastdown starts, tripping of main FW pumps	0
AZ1 signal (tripping of the last turbine) Scram failure	0.6
Opening of BRU-A (P>5.06 MPa)	6
Opening of PRZ SV	15
Opening of second SV at all SGs (P>5.56 MPa)	16
Closing of the SG SVs.	150
Pumps coastdown end	120
Closing of the PRZ SV	320
End of calculation	2000

The calculation results show that the maximal pressure in the primary circuit does not exceed the value 14.94 Mpa. The pressure value is beyond the value shown in the calculations of the licensee. It can be explained by application of different calculation codes accepted of the conservatism level, peculiarities of modeling. So the requirements of AC1 are satisfied.

Other calculations

Two other calculations now are in process Determination of the Minimal Flow Capacity of the PRZ SV and Loss of external electric load - Closure of both turbines stop valves with run-out of all the 6 RCPs and loss of FW flow to the SGs. After finishing these calculations

and discussing the results the Safety assessment section will prepare a report with the evaluation of findings for licensing commission of ANRA.

Conclusion

The Metsamor NPP implements the safety improvement program. Introduction of many measures precedes the licensing process in the western manner that includes preparation of safety reports, accident analysis and so on. For review of the safety reports the ANRA uses the assistance of the western experts. At the same time the ANRA develops its own capabilities for independent safety analyses.

During review of the licensing report on PRZ SV replacement the ANRA specialists performed independent thermal hydraulic calculations of certain accidents consequences for comparison of results. The received results give an opportunity to get assured that acceptance criteria are met, and along with it, some shortcomings were found, so the licensee is required to give additional explanations and information.

Международный Информационный Форум
по анализу безопасности атомных станций
с реакторами типа ВВЭР и РБМК
Обнинск, РФ
16-20 октября 2000

А. Амирджанян, Т. Петросян (АГАН)

Повышение безопасности Мецаморской АЭС

Лицензирование замены ПК КД

Содержание

- Введение
- Повышение безопасности Мецаморской АЭС
- Лицензирование мероприятий по повышению безопасности
 - Требования надзора
 - Основные стадии
 - Содержание лицензионного отчета
 - Критерии приемлемости
 - Независимый обзор анализа аварий
 - Анализ аварий
 - Независимый расчет
- Заключение

Введение

Мецаморская АЭС имеет два блока с водо-водяными реакторами типа ВВЭР-440/V-270. Первый блок был введен в эксплуатацию в 1976 году, второй – в 1980. Станция была остановлена в феврале 1989 года в результате изменений в политике и волнений общественности после разрушительного Спитакского землетрясения 7 декабря 1988 года, эпицентр которого находился примерно в 75 км северовосточнее Мецамора. Во время землетрясения станция надежно работала. Землетрясение не нанесло ущерба станции. В 1995 году второй блок был вновь пущен в эксплуатацию после проведения определенных восстановительных работ и выполнения мероприятий по повышению безопасности. Мецаморские блоки уникальны по некоторым важным показателям: блоки с моделью V-270 имеют более совершенный проект, чем с базовым реактором

первого поколения V-230. Улучшена сейсмика, усовершенствована система аварийного расхолаживания активной зоны (более мощные АПН-ы), выше производительность сплинклерной установки– все перечисленное позже было применено при разработке модели реактора V-213 второго поколения.

Повышение безопасности Мецаморской АЭС

В 1998 году была разработана и согласована с АГАН новая программа по модернизации на 1998-2004 годы. Эта программа разрабатывалась с учетом рекомендаций МАГАТЭ, содержащихся в TECDOC-640 МАГАТЭ. Мероприятия по безопасности классифицировались в соответствии с их влиянием на безопасность. В числе главных по приоритетности такие мероприятия, как установка новых предохранительных клапанов компенсатора давления (ПК КД), замена предохранительных клапанов парогенератора (ПК ПГ), установка отсечных клапанов (БЗОК) на главном паропроводе, ввод в эксплуатацию новой системы техводы и т.д. Лицензирование вышеперечисленных мероприятий находится в процессе, на разных стадиях завершения.

В этом докладе подробно освещается лицензирование одной модификации – замены ПК КД, а именно, рассматривается анализ аварии, сделанный в рамках обоснования безопасности модернизации, а также независимые расчеты, выполненные в АГАН.

Лицензирование замены ПК КД

Лицензирование модификации «замена ПК КД» выполняется с использованием варианта 2+2. Западный Riskaudit оказал помощь АГАН, и итальянская компания ENEL оказала помощь ААЭС. Была разработана схема процесса лицензирования. Для экономии времени документация по лицензированию подается в надзор не на последней стадии, а в процессе разработки.

Определено содержание лицензионного отчета, который должен включать описание функций безопасности, анализ безопасности, алгоритм КИП, анализ неблагоприятных воздействий, целостность и работоспособность ПК КД, внешний и внутренний риск, классификацию, квалификацию, техническую спецификацию для эксплуатации (разрешенная длительность неготовности в разных эксплуатационных режимах, контрольные испытания (после установки и переодические)).

Содержание лицензионного отчета

- 1 Введение
- 2 Краткое изложение
 - а) обоснование безопасности*
 - б) описание модификаций и преимуществ*

- 3 Основы проекта
 - а) предварительные вопросы безопасности*
 - б) требования надежности*
- 4 Критерии классификации
 - а) используемые коды и стандарты*
 - б) класс безопасности*
 - в) категория сейсмичности*
 - г) обеспечение качества*
- 5 Техническая спецификация модификации
 - а) физические требования*
 - б) функциональные требования*
- 6 Спецификация на изготовление
 - а) проектные характеристики составных компонентов*
 - б) свойства материала*
 - в) процесс изготовления*
 - г) заводские испытания*
 - д) квалификация функций с точки зрения сейсмичности и окружающей среды*
- 7 Анализ безопасности
 - а) теплогидравлические расчеты*
 - б) расчеты внешнего и внутреннего риска*
 - в) анализ неблагоприятных воздействий*
- 8 Расчеты надежности
- 9 Спецификация на монтаж
 - а) радиологическая защита*
 - б) требования к сварным швам*
 - в) сейсмический анализ*
 - г) анализ напряженности (анализ состояния под давлением, стрессовый анализ)*
 - д) определение размеров опоры*
- 10 Контрольноизмерительные приборы (КИП)
- 11 Взаимодействие человека и машины
- 12 Индивидуальное обучение
- 13 Электроснабжение
- 14 Программа и контрольные испытания для ввода в эксплуатацию
- 15 Усовершенствование документации станции
 - а) инструкции по эксплуатации*
 - б) техническая спецификация станции*
 - в) инструкции по эксплуатации в аварийных режимах*

Критерии приемлемости

Выбор критериев приемлемости для анализа аварийных ситуаций осуществляется на основании российских документов:

- 1 РНАЕГ-1-024-90. Нормы и правила ядерной безопасности реакторных установок АЭС, 1991

2 PNAEG-7-008-89. Правила установки и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭС, 1989

А также рекомендаций МАГАТЭ

3 IAEA-EBR-WWER-01. Руководство по анализу аварий на атомных станциях с ВВЭР.

Следующие критерии выбраны с учетом требований 1 и 2:

АС1. давление теплоносителя в реакторе и в главном паропроводе должно поддерживаться на уровне не превышающем 115% его проектного значения;

АС2 температура оболочки ТВЭЛа не должна превышать 1200⁰С.

Дополнительные критерии выбираются из рекомендаций МАГАТЭ:

АС3 Запас до кризиса кипения (вычисления с вероятностью 95% при уровне доверия 95%, соответствующим DNBR=1,26 – этот предел установил главный проектировщик);

А4 Не должно происходить даже местного плавления топливных таблеток (точка плавления свежего топлива 2840⁰С, выгоревшего - 2570⁰С);

А5 Расчетные дозы должны быть ниже пределов, принятых для проектных аварий.

Независимый обзор расчетов аварийных ситуаций, сделанный надзором

АГАН рассмотрел главу 8 Лицензионного отчета, содержащую отчет анализа аварийных ситуаций. При этом внимание было сфокусировано на завершенности расчетов, выполнении критериев приемлемости, должном применении методологии при анализе безопасности, точности входных данных, используемых в моделях, и проверке пригодности и соответствия аналитических средств. Отдел анализа безопасности выполнил независимые расчеты, используя код RELAP5. Сейчас проводится сравнение результатов Лицензионного отчета с независимыми расчетами.

Краткий обзор расчетов аварийных ситуаций

Для проверки выполнения надлежащих функций безопасности выбраны следующие группы аварий и переходных режимов из списка исходных событий, рекомендованных МАГАТЭ:

- уменьшение теплосъема со стороны второго контура;
- увеличение теплоносителя в 1-ом контуре;
- переходные режимы без срабатывания аварийной защиты.

Для группы событий, связанных с уменьшением теплосъема со стороны второго контура, выбрана следующая последовательность развития аварии:

- снижение внешней электрической нагрузки;
- полное обесточение;
- разрыв трубопровода питательной воды.

Для группы событий, связанных с увеличением теплоносителя в реакторе, последовательность развития аварии следующая :

- непреднамеренное срабатывание системы расхолаживания реактора

Для группы событий, связанных с переходными режимами без срабатывания аварийной защиты, последовательность следующая:

- полное обесточение.

Лицензиант представил все эти расчеты.

Анализ, выполненный лицензиантом, обзор

При анализе был применен подход, основанный на:

- классификации всех возможных событий по категориям (в основном 4 категории, это - нормальная эксплуатация и переходные режимы и инциденты классифицируемые по частоте)
- определении приемочных критериев приемлемости для каждой проектной аварии;
- анализе каждой проектной аварии, принимая во внимание следующее:
 - исходное состояние блока (любое состояние реактора: нормальная эксплуатация, горячий резерв, пуск станции и т.д.);
 - неопределенности, связанные с начальными условиями (например, наихудший уровень мощности, точность приборов систем управления и мониторинга);
 - применение критерия единичного отказа для событий категории 2-4;
 - квалификацию кодов;
 - задержку по времени, которую надо предусмотреть для вмешательства оператора (обычно 30 мин);
 - безопасное состояние, которое должно быть достигнуто (подкритическое состояние активной зоны с адекватным остаточным тепловыделением, включая возможность полного теплосъема);
 - систему, которая должна учитываться при проведении анализа (все системы, если их эксплуатация ухудшает сценарий, и только системы, имеющие градацию «безопасности», если их работа смягчает протекание события);
 - принятые критерии безопасности.

- подтверждение соблюдения приемочных критериев приемлемости.

Используется следующая классификация функции безопасности:

A – защита от чрезмерного повышения давления

B – защита от чрезмерного повышения давления в холодном состоянии

C – процедура Feed & bleed

D – аварийные ситуации, связанные с потерей теплоносителя в первом контуре

A – защита от чрезмерного повышения давления

Выбор ПК КД должен основываться на анализе полной потери пара на турбину, с реактором, работающем на мощности 104% от номинальной и потери питводы. Не работает регулятор уровня в КД, а также впрыск КД, автоматический регулятор мощности, БРУ-К, БРУ-А и регулирующие клапаны на паропроводе. Давление пара регулируется ПК ПГ.

Были проведены следующие расчеты с тем, чтобы показать соответствие новых ПК КД существующим нормам и стандартам.

A. 1 Закрытие стопорных клапанов 1-ой турбины, 2-ая турбина переходит на собственные нужды. Отключение 4-х из 6 ГЦН и потеря питводы ПГ.

A. 2 Закрытие стопорных клапанов 1-ой турбины, 2-ая турбина переходит на собственные нужды. Отключение 3-х из 6 ГЦН и потеря питводы ПГ.

В обоих случаях рассматриваются следующие дополнительные нарушения:

- отказ открытия первого ПК КД при достижении давлением уставки его открытия;
- несрабатывание системы аварийной защиты по первому сигналу на срабатывание;
- отказ автоматического регулятора уровня мощности;
- отказ БРУ- К и БРУ- А;
- отказ впрыска и нагревателей КД на отключение при повышении давления.

A. 3 Закрытие стопорных клапанов обеих турбин с отключением всех 6 ГЦН и потерей питводы ПГ.

Рассматриваются следующие дополнительные нарушения:

- отказ нагревателей КД на отключение при повышении давления;
- отказ открытия первого ПК КД при достижении давлением уставки его открытия;

A. 4 Закрытие стопорных клапанов обеих турбин с отключением всех 6 ГЦН и потерей питводы ПГ. Отказ включения аварийной защиты.

Дополнительные нарушения на рассматриваются.

А. 5 Разрыв трубопровода питводы на линии между ПГ-ом и обратным клапаном

Рассматриваются следующие дополнительные нарушения:

- отказ открытия первого ПК КД при достижении давлением уставки его открытия;
- отказ автоматического регулятора мощности;
- отказ БРУ-К и БРУ-А;
- отказ впрыска и нагревателей КД на отключение при повышении давления.

Во всех вышеперечисленных случаях исходное значение расхода через ПК КД принято равным 30кг/с при этом должно соблюдаться предельное давление в 1-ом контуре (что соответствует 15.78 МПа), равное 115% максимального значения при нормальной эксплуатации (13.72МПа).

Анализ полученных результатов показал следующее:

- принятый расход пара 30 кг/с на каждый ПК КД достаточен для поддержания давления 1-ого контура в указанном пределе 15.78 МПа, при всех рассмотренных событиях. В частности:
 - 1 При отключении обеих турбин и 3-х ГЦН давление 1-ого контура повышается до 14.98 МПа.
 - 2 При разрыве трубопровода питводы давление 1-ого контура достигает значения 14.93 МПа.
 - 3 При отказе системы аварийной защиты давление 1-ого контура достигает значения 14.9 МПа.

В – защита от чрезмерного повышения давления в холодном состоянии

Защита корпуса реактора является одним из самых важных (и вызывающим беспокойство) вопросов, касающихся реакторов типа ВВЭР-230.

Следующие расчеты были выполнены для оценки событий, потенциально приводящих к работе станции в недопустимых режимах:

В.1 Непреднамеренное открытие и повторное закрытие ПК КД через 1200, 1800, 2400, 3000 и 3600 сек при работе на низкой мощности (0.7%) и с включенными 1-ым, 2-ым и 4-ым аварийными подпиточными насосами при обесточении.

В.2 Непреднамеренное открытие и повторное закрытие ПК КД через 1200, 1800, 2400, 3000 и 3600 сек при работе на низкой мощности (0.7%) и с включенными 1-ым, 2-ым и 4-ым аварийными подпиточными насосами.

Исходное значение расхода через ПК КД принято равным 30кг/с и предельное значение, которое необходимо соблюдать, должно удовлетворять требованию поддержания параметров 1-ого контура в допустимых пределах. Результаты расчетов подтвердили возможность того, что параметры реактора (Р,Т) могут выйти за пределы допустимых значений, поэтому существует необходимость внедрения системы защиты от холодного превышения давления, которая позволит предотвратить подобные события.

C – процедура Feed & bleed

Расчеты не представлены

D – аварийные ситуации, связанные с потерей теплоносителя в первом контуре

Для того, чтобы оценить эффект ошибочного открытия ПК КД в условиях потери теплоносителя 1-го контура и его влияние на охлаждение активной зоны, были проведены следующие расчеты:

D.1 Непреднамеренное открытие и отказ закрытия одного из ПК КД с одним работающим насосом АПН.

D.2 Непреднамеренное открытие и отказ закрытия одного из ПК КД с работой двух насосов АПН

Пропускная способность каждого ПК КД 30 кг/с, а пределы, которые следует соблюдать, следующие:

- температура оболочки топлива <1200 °С;
- окисление топливной оболочки <18% от толщины стенки;
- реакция металла с водой <1% от массы ТВЭЛа

В обоих случаях рассматривалось наложение следующих отказов:

- обесточение, совпадающее с включением АПН;
- заклинивание одного, самого эффективного регулирующего стержня в его крайнем верхнем положении;
- задержка группы регулирующих стержней на 1.1 с;
- работа только одного из двух ПК ПГ

Обзор полученных результатов показал, что аварийные насосы компенсируют течь, примерно, за два часа. Температура оболочки топлива самых напряженных каналов не превышает предельных значений.

E. Определение минимального расхода через ПК КД

Независимые расчеты

Независимые расчеты с использованием кода RELAP5 выполнены сектором Анализа Безопасности АГАН. Проведено сравнение результатов Лицензионного отчета с независимыми расчетами.

Верификация функции безопасности

Были выбраны следующие последствия аварийных ситуаций для проведения независимых расчетов:

- полное обесточение;
- полное обесточение без срабатывания АЗ;
- потеря внешней электрической нагрузки – Закрытие стопорных клапанов обеих турбин с отключением всех шести ГЦН и потерей питводы ПГ-ов и
- определение минимального расхода через ПК КД.

Закрытие стопорных клапанов обеих турбин с отключением всех шести ГЦН и потерей основной питводы ПГ-ов.

Описание последствий аварии

Исходное состояние - закрытие стопорных клапанов обеих турбин, что приводит к обесточению блока, выбегу ГЦН и потере основной питательной воды. Включаются аварийные насосы питводы и подпиточные насосы первого контура.

Приемочные критерии приемлемости

В требованиях надзора определены следующие критерии

АС1. Давление теплоносителя в реакторе должно поддерживаться ниже 115% его проектного значения.

Исходное состояние

Исходное состояние выбирается так, чтобы обеспечить максимальный консерватизм, связанный с определением критериев приемлемости.

<i>Parameter</i>	<i>Value</i>
Core kinetics:	
Moderator density coefficient	EOC
Fuel temperature coefficient	EOC

Reactivity worth of control rods	EOC 8,02% (most efficient control rod stuck)
Core power	1430 (102%+2%)
Decay heat	ANS-79-1+20%
Primary coolant:	
Inlet core coolant temperature, C	269 (267+2)
Coolant pressure, MPa	12.45 (12.25+0.2)
Reactor coolant flow, kg/s	8860 (9230-4%)
Pressurizer level, m	5.42 (5.12+0.3)
Secondary side:	
SG pressure, MPa	4.61
SG level, m	2.105
Feedwater temperature, C	225
Emergency feedwater temperature, C	163

Эффективность и функционирование систем и компонентов

Предполагается, что за аварийным остановом турбин следует обесточение. Это ведет к нарушению работы БРУ-А и БРУ-К, поэтому избыточное тепло будет отводиться непосредственно в атмосферу через ПК ПГ.

Задержка в срабатывании АЗ-1 0.6 с (с момента достижения уставки аварийного останова до начала падения стержней)

Все 6 ГЦН имеют выбег, равный 120 с.

Отказ на открытие первого ПК ПГ при достижении давлением уставки открытия.

Допущения при моделировании

Расчет выполнялся с использованием кода RELAP5/MOD3.2.2 . Существующая 6-ти петельная система смоделирована 4-мя петлями, одна из которых представляет собой 3 петли.

Результаты расчета

Хроника событий приведена в таблице:

Event	Time, s
Closure of both turbines stop valves, pumps coastdown starts, tripping of main FW pumps	0
Emergency Protection System actuation	0.6
Opening of SV of all SGs (P>5.56 MPa)	12
Closing of the SG SV.	37

DG ready and start-up of make-up pumps	60
Start of Emergency feedwater pump	120
Pumps coasdown end	120
Primary pressure peak (P=13.5MPa)	275
End of calculation	2000

Результаты расчетов показывают, что максимальное давление в первом контуре не превышает 13.5 МПа. Величина давления не совпадает с результатами расчетов, проведенных лицензиатом. Это можно объяснить использованием различных кодов, принятым уровнем консерватизма, а также особенностями моделирования. Таким образом, требования АС1 удовлетворяются.

Закрытие стопорных клапанов обеих турбин с отключением всех шести ГЦН и потерей основной питводы ПГ-ов. Отказ срабатывания аварийной защиты.

Описание последствий аварии

Исходное состояние - закрытие стопорных клапанов обеих турбин, что приводит к обесточению блока, выбегу ГЦН и потере основной питательной воды. Отказ аварийной защиты реактора.

Приемочные критерии приемлемости

В требованиях надзора определены следующие критерии

АС1. Давление теплоносителя в реакторе и давление в главном паропроводе должно поддерживаться ниже 115% его проектного значения.

АС2. Температура оболочки топлива не превышает 1200⁰С.

Исходное состояние

Исходное состояние выбирается так, чтобы обеспечить максимальный консерватизм, связанный с определением критериев приемлемости.

<i>Parameter</i>	<i>Value</i>
Core kinetics:	
Moderator density coefficient	BOC
Fuel temperature coefficient	BOC
Core power	1430 (102%+2%)
Decay heat	ANS-79-1+20%
Primary coolant:	
Inlet core coolant temperature, C	269 (267+2)

Coolant pressure, MPa	12.45 (12.25+0.2)
Reactor coolant flow, kg/s	8860 (9230-4%)
Pressurizer level, m	5.42 (5.12+0.3)
Secondary side:	
SG pressure, MPa	4.61
SG level, m	2.105
Feedwater temperature, C	225

Эффективность и функционирование систем и компонентов

Предполагается, что за аварийным остановом турбин следует обесточивание. Это ведет к нарушению работы БРУ-К, поэтому избыточное тепло будет отводиться непосредственно в атмосферу через БРУ-А и ПК ПГ.

Все 6 ГЦН имеют выбег, равный 120 с.

Отказ на открытие первого ПК ПГ при достижении давлением уставки открытия.

Допущения при моделировании

Расчет выполнялся с использованием кода RELAP5/MOD3.2.2 . Существующая 6-ти петельная система смоделирована 4-мя петлями, одна из которых представляет собой 3 петли.

Результаты расчета

Хроника событий приведена в таблице:

Event	Time, s
Closure of both turbines stop valves, pumps coastdown starts, tripping of main FW pumps	0
AZ1 signal (tripping of the last turbine) Scram failure	0.6
Opening of BRU-A (P>5.06 MPa)	6
Opening of PRZ SV	15
Opening of second SV at all SGs (P>5.56 MPa)	16
Closing of the SG SVs.	150
Pumps coastdown end	120
Closing of the PRZ SV	320
End of calculation	2000

Результаты расчетов показывают, что максимальное давление в первом контуре не превышает 14.94 МПа. Величина давления не совпадает с результатами расчетов, проведенных лицензиатом. Это можно объяснить использованием различных

кодов, принятым уровнем консерватизма, а также особенностями моделирования. Таким образом, требования АС1 удовлетворяются.

Другие расчеты

Сейчас выполняются два других расчета:

Определение минимального расхода через ПК КД и падение внешней электрической нагрузки.

Закрытие стопорных клапанов обеих турбин с отключением всех шести ГЦН и потерей питводы ПГ-ов.

После того, как эти расчеты будут завершены и результаты обсуждены, сектор подготовит отчет, для преложения АГАН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Армянская АЭС выполняет программу по повышению безопасности. Началу выполнения многих мероприятий предшествует (на Западе) процесс лицензирования, включающий в себя подготовку отчетов по безопасности, анализ аварийных ситуаций и т.п. При рассмотрении отчетов по безопасности АГАН прибегает к помощи западных специалистов. В то же время АГАН наращивает свой потенциал для выполнения самостоятельных независимых расчетов и анализа безопасности.

Во время изучения лицензионного отчета по замене ПК КД специалисты АГАН выполнили независимые теплогидравлические расчеты последствий некоторых аварий стем, чтобы сравнить результаты. Полученные результаты дают возможность быть уверенным в том, что учитываются критерии приемлемости. При этом были обнаружены некоторые слабые места, поэтому лицензиат должен представить дополнительные объяснения и данные.

